



01.09.2000



#3
p brevet
7 23 67
255

BREVET D'INVENTION

CERTIFICAT D'UTILITÉ - CERTIFICAT D'ADDITION

REC'D 13 SEP 2000

WIPO

PCT

EP 00 / 07285

4

COPIE OFFICIELLE

Le Directeur général de l'Institut national de la propriété industrielle certifie que le document ci-annexé est la copie certifiée conforme d'une demande de titre de propriété industrielle déposée à l'Institut.

Fait à Paris, le 27 JUIL. 2000

Pour le Directeur général de l'Institut national de la propriété industrielle
Le Chef du Département des brevets

Martine PLANCHE

PRIORITY DOCUMENT
SUBMITTED OR TRANSMITTED IN COMPLIANCE WITH RULE 17.1(a) OR (b)

INSTITUT
NATIONAL DE
LA PROPRIÉTÉ
INDUSTRIELLE

SIEGE
26 bis. rue de Saint Petersburg
75800 PARIS Cédex 08
Téléphone : 01 53 04 53 04
Télécopie : 01 42 93 59 30

THIS PAGE BLANK (USPTO)

Réservé à l'INPI

DATE DE REMISE DES PIÈCES **5 AOUT 1999**
N° D'ENREGISTREMENT NATIONAL **9910197**
DÉPARTEMENT DE DÉPÔT **75 INPI PARIS**
DATE DE DÉPÔT **05 AOUT 1999**

1 NOM ET ADRESSE DU DEMANDEUR OU DU MANDATAIRE
À QUI LA CORRESPONDANCE DOIT ÊTRE ADRESSÉE

SOCIÉTÉ DE PROTECTION DES
INVENTIONS

03, rue du Docteur Lancereaux
75008 PARIS

n° du pouvoir permanent références du correspondant téléphone
SP 16879 GP 0153839400

2 DEMANDE Nature du titre de propriété industrielle

brevet d'invention demande divisionnaire
 certificat d'utilité transformation d'une demande de brevet européen demande initiale brevet d'invention

Établissement du rapport de recherche différé immédiat

Le demandeur, personne physique, requiert le paiement échelonné de la redevance oui non

Titre de l'invention (200 caractères maximum)

PROCÉDE ET APPAREIL D'ACQUISITION DE DONNÉES, DANS UN PUIT
D'HYDROCARBURE EN PRODUCTION

3 DEMANDEUR (S) n° SIREN

code APE-NAF

Nom et prénoms (souligner le nom patronymique) ou dénomination

SERVICES PETROLIERS SCHLUMBERGER

Forme juridique

Nationalité (s) française

Adresse (s) complète (s)

42, rue Saint Dominique
75007 PARIS

Pays

FRANCE

En cas d'insuffisance de place, poursuivre sur papier libre

4 INVENTEUR (S) Les inventeurs sont les demandeurs oui non Si la réponse est non, fournir une désignation séparée

5 RÉDUCTION DU TAUX DES REDEVANCES requise pour la 1ère fois requise antérieurement au dépôt : joindre copie de la décision d'admission

6 DÉCLARATION DE PRIORITÉ OU REQUÊTE DU BÉNÉFICE DE LA DATE DE DÉPÔT D'UNE DEMANDE ANTÉRIEURE

pays d'origine numéro date de dépôt nature de la demande

7 DIVISIONS antérieures à la présente demande n° date n° date

8 SIGNATURE DU DEMANDEUR OU DU MANDATAIRE

(nom et qualité du signataire)

G. POULIN CPI 990200

SIGNATURE DU PRÉPOSÉ À LA RÉCEPTION SIGNATURE APRÈS ENREGISTREMENT DE LA DEMANDE À L'INPI

La loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique aux fichiers et aux libertés s'applique aux réponses faites à ce formulaire. Elle garantit un droit d'accès et de rectification pour les données vous concernant auprès de l'INPI.

DÉSIGNATION DE L'INVENTEUR

(si le demandeur n'est pas l'inventeur ou l'unique inventeur)

DEPARTEMENT DES BREVETS

26bis, rue de Saint-Petersbourg SP 16879/GP
75800 Paris Cédex 08
Tél. : 01 53 04 53 04 - Télécopie : 01 42 93 59 30

N° D'ENREGISTREMENT NATIONAL

99 10197 du 05.08.1999

TITRE DE L'INVENTION :

PROCEDE ET APPAREIL D'ACQUISITION DE DONNEES, DANS UN PUIT D'HYDROCARBURE
EN PRODUCTION.

LE(S) SOUSSIGNÉ(S)

J.C. ILGART
c/o SOCIÉTÉ DE PROTECTION DES INVENTIONS
3 rue du Docteur Lancereaux
75008 PARIS

DÉSIGNE(NT) EN TANT QU'INVENTEUR(S) (indiquer nom, prénoms, adresse et souligner le nom patronymique) :

Jean-Pierre CHYZAK 25 rue du Pont des Romains
77166 EVRY-GREGY SUR YERRES

Fadhel REZGUI 12 Bld Desgranges
6 Résidences des Pépinières
92330 SCEAUX

Eric VEIGNAT 22 Boulevard de Lozère
91120 PALAISEAU

FRANCE

NOTA : A titre exceptionnel, le nom de l'inventeur peut être suivi de celui de la société à laquelle il appartient (société d'appartenance) lorsque celle-ci est différente de la société déposante ou titulaire.

Date et signature (s) du (des) demandeur (s) ou du mandataire

PARIS LE 24 AOUT 1999

J.C. ILGART
CPI 970 201

PROCEDE ET APPAREIL D'ACQUISITION DE DONNEES, DANS UN
PUITS D'HYDROCARBURE EN PRODUCTION

DESCRIPTION

5

Domaine technique

L'invention concerne un procédé et un appareil d'acquisition de données, destinés à être utilisés dans un puits d'hydrocarbure en production.

10

Plus précisément, le procédé et l'appareil selon l'invention sont conçus pour assurer la surveillance des paramètres de production dans un puits d'hydrocarbure et pour permettre d'établir un diagnostic en cas d'incident.

15

Etat de la technique

Pour assurer les fonctions de surveillance et de diagnostic dans les puits d'hydrocarbure en production, on cherche à acquérir un certain nombre de données, principalement physiques. Pour l'essentiel, ces données concernent le fluide multiphasique qui s'écoule dans le puits (débit, proportion des différentes phases, température, pression, etc.). Elles peuvent aussi concerner certaines caractéristiques du puits proprement dit (ovalisation, inclinaison, etc.).

25

Des données particulièrement importantes pour l'exploitant sont le débit moyen et la proportion de chacune des phases présentes dans le fluide multiphasique.

30

Pour acquérir ces données et comme l'illustre notamment le document FR-A-2 732 068, une solution

classique consiste à effectuer, d'une part, une mesure globale de la vitesse du fluide s'écoulant dans le puits, au moyen d'une hélice placée dans l'axe de celui-ci, et, d'autre part, des mesures locales permettant de déterminer la proportion des différentes phases du fluide dans certaines régions du puits. La mesure de vitesse et les mesures locales sont faites à des niveaux différents. Les mesures locales sont effectuées à l'aide de capteurs locaux qui peuvent être des capteurs de résistivité, des capteurs optiques, etc..

Dans le document FR-A-2 761 111, on a proposé un perfectionnement à ce type d'appareil, dans lequel la mesure globale de la vitesse du fluide et la détermination des proportions des différentes phases s'effectuent sensiblement au même niveau. Un tel appareil est plus compact que les appareils classiques et permet d'éviter certaines erreurs ou imprécisions dues à des décalages entre les points de mesure.

Pour déterminer le débit des différentes phases du fluide en écoulement dans le puits, à partir des mesures faites par ces appareils existants, on calcule le débit du fluide sur la section du puits en multipliant la vitesse globale mesurée au centre de celui-ci par la section du puits à l'endroit où cette mesure est effectuée. On affecte ensuite à ce débit global la proportion de la phase considérée, déterminée par les capteurs locaux.

On sait, par ailleurs, que la répartition des différentes phases du fluide en écoulement dans un puits pétrolier n'est pas la même selon que le puits

est vertical, incliné ou horizontal. En effet, du fait de la différence de densité des différentes phases du fluide, ces phases se stratifient progressivement au fur et à mesure que l'inclinaison du puits s'accroît. Ainsi, dans le cas d'un fluide triphasique contenant de l'eau, du pétrole et du gaz, ces trois phases tendent à s'écouler les unes au-dessus des autres, lorsque le puits est fortement incliné ou horizontal.

Pour tenir compte de ce phénomène et comme l'illustrent notamment les documents GB-A-2 294 074 et GB-A-2 313 196, on a proposé des appareils d'acquisition de données munis d'un certain nombre de capteurs locaux qui sont répartis dans un plan vertical médian du puits, lorsque l'outil est amené en position opérationnelle dans un puits incliné ou horizontal.

L'agencement des capteurs locaux proposés dans ces documents permet de prendre en compte la stratification des différentes phases dans les puits inclinés ou horizontaux, pour déterminer de façon plus fiable leurs proportions. Toutefois, la technique utilisée pour déterminer le débit de chacune des phases reste la même et repose sur la détermination de la vitesse globale d'écoulement du fluide dans le puits.

Dans le document GB-A-2 307 047, il est proposé un appareil d'acquisition de données destiné à des puits horizontaux ou très fortement inclinés dans lesquels s'écoulent une phase liquide, ainsi qu'une phase gazeuse importante. Cet appareil dispose de différents capteurs situés dans la phase gazeuse et de capteurs situés dans la ou les phases liquides. De plus, il mesure séparément les vitesses des phases

gazeuse et liquide. Il effectue également une mesure de niveau, par un système capacitif, afin de déterminer les proportions des phases gazeuse et liquide.

Cet appareil ne peut être utilisé que dans les puits horizontaux ou très fortement inclinés. En d'autres termes, il n'est pas utilisable dans les puits verticaux ou de faible inclinaison. De plus, la technique de mesure de niveau utilisée ne permet pas de connaître réellement les proportions des différentes phases du fluide. En effet, il existe généralement une zone intermédiaire où le gaz et le liquide sont mélangés, de sorte que la mesure de niveau effectuée est très imprécise. En outre, la présence fréquente de deux phases liquides, telles que de l'eau et du pétrole n'est pas prise en compte.

Exposé de l'invention

L'invention a pour objet un procédé et un appareil d'acquisition de données, permettant de déterminer de façon plus précise et plus fiable que les appareils existants le débit des différentes phases d'un fluide s'écoulant dans un puits pétrolier, notamment lorsque ce puits est incliné ou horizontal.

L'invention repose sur l'observation selon laquelle, dans un puits incliné ou horizontal, le débit d'une phase du fluide n'est pas égal au produit de la vitesse globale (ou moyenne) du fluide par la section du puits, multiplié par la proportion de cette phase dans le fluide en écoulement, mais plutôt au produit de la vitesse de la phase considérée, par la proportion de cette phase et par la section.

Ainsi, il est proposé un procédé d'acquisition de données, dans un puits d'hydrocarbure, caractérisé en ce qu'il consiste à déterminer à la fois la vitesse locale d'un fluide multiphasique circulant dans le puits et les proportions locales des phases dudit fluide, dans chacune d'au moins deux régions distinctes du puits, non alignées parallèlement à l'axe de celui-ci.

De préférence, les régions dans lesquelles sont effectuées les mesures sont toutes situées dans un même plan passant par l'axe du puits, ou à proximité de ce plan.

Plus précisément, ces régions sont réparties de préférence sur toute la largeur du puits.

Pour assurer l'efficacité de la mesure dans un puits incliné ou horizontal, on oriente avantageusement le plan dans lequel sont situées les régions de mesure selon une direction sensiblement verticale.

L'une de ces régions est alors située, de préférence, à proximité d'une génératrice supérieure du puits.

Avantageusement, on affecte à chacune desdites régions un élément de section (Δs_i) du puits, et on détermine le débit global Q de chacune desdites phases à partir de la relation :

$$Q = \sum_i q_i \cdot \frac{\Delta s_i}{S}$$

où S est la section verticale totale du puits et q_i est le débit de ladite phase dans l'élément de section Δs_i ,

avec $q_i = v_i \cdot h_i$

où v_i est la vitesse locale de ladite phase dans l'élément de section Δs_i

et h_i est la proportion locale de ladite phase dans
5 l'élément de section Δs_i .

L'invention a aussi pour objet un appareil d'acquisition de données, dans un puits d'hydrocarbure, caractérisé en ce qu'il comprend, dans chacune d'au moins deux régions distinctes du puits, non alignées
10 parallèlement à l'axe de celui-ci, un moyen pour déterminer la vitesse locale d'un fluide multiphasique circulant dans le puits et un moyen pour déterminer les proportions locales des phases dudit liquide.

Dans un mode de réalisation préféré de
15 l'invention, l'appareil comprend un corps apte à reposer, par gravité, contre une génératrice inférieure du puits et au moins un bras déployable supporté par le corps à une extrémité et apte à être appliqué contre la génératrice supérieure du puits, dans lequel au moins
20 certains des moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide et au moins certains des moyens pour déterminer les proportions locales des phases sont supportés par le bras déployable.

Dans un autre mode de réalisation préféré de
25 l'invention, l'appareil comprend un corps apte à être centré selon l'axe du puits par des moyens de centrage incluant au moins deux bras déployables supportés par le corps et aptes à être appliqués contre les génératrices inférieure et supérieure du puits, dans
30 lequel au moins certains des moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide et au moins certains des

moyens pour déterminer les proportions locales des phases sont supportés par les bras déployables.

Selon le cas, les moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide et les moyens pour déterminer les proportions locales des phases peuvent être soit regroupés dans des ensembles multi-capteurs, soit séparés. Dans ce dernier cas, un moyen pour déterminer la vitesse locale du fluide et un moyen pour déterminer les proportions locales des phases sont sensiblement alignés parallèlement à l'axe du puits, dans chacune des régions de mesure.

Brève description des dessins

On décrira à présent, à titre d'exemples non limitatifs, différents modes de réalisation de l'invention, en se référant aux dessins annexés, dans lesquels :

- la figure 1 est une vue en coupe longitudinale représentant de façon schématique un appareil d'acquisition de données selon un premier mode de réalisation de l'invention, dans un puits fortement incliné ;

- la figure 2 est une vue en coupe schématique selon la ligne II-II de la figure 1 ;

- la figure 3 est une vue comparable à la figure 1 illustrant un autre mode de réalisation de l'invention ; et

- la figure 4 est une vue en coupe comparable à la figure 1, illustrant une variante du premier mode de réalisation.

Exposé détaillé de plusieurs modes de réalisation préférés de l'invention

Sur la figure 1, on a représenté très schématiquement une partie d'un appareil 10 d'acquisition de données, placé dans un puits 12 d'hydrocarbure en production. Plus précisément, la partie du puits 12 dans laquelle se trouve l'appareil 10 est inclinée, de sorte que le fluide pétrolier multiphasique qui y circule est au moins partiellement stratifié. L'appareil 10 d'acquisition de données conforme à l'invention est relié à une installation de surface (non représentée) par un câble ou une tige souple. Les données acquises dans l'appareil 10 sont transmises en temps réel à l'installation de surface, par télémétrie, au travers du câble ou de la tige souple.

Dans des modules non représentés, qui ne font pas partie de l'invention, l'appareil 10 d'acquisition de données comporte un certain nombre de capteurs tels que des capteurs de pression et de température. Il comprend aussi un système de télémétrie.

Dans la partie représentée sur la figure 1, l'appareil 10 d'acquisition de données comprend un corps cylindrique 14, dont le diamètre est sensiblement inférieur au diamètre intérieur du puits 12. Le corps 14 supporte un mécanisme déployable 16, apte à être déployé dans un plan passant par l'axe longitudinal dudit corps.

Dans le mode de réalisation illustré sur la figure 1, le mécanisme 16 comprend un bras 18, dont une extrémité tournée vers le bas est articulée sur le

corps 14 et un bras 20, interposé entre l'autre
extrémité du bras 18 et une partie du corps 14 plus
proche de la surface. Cette dernière extrémité du bras
20 est susceptible d'être déplacée dans le corps 14,
5 parallèlement à son axe longitudinal, par un moteur 22.
L'actionnement du moteur 22 permet de déplacer le
mécanisme 16 entre une position active de l'appareil,
dans laquelle ce mécanisme est déployé de la manière
illustrée sur la figure 1, et une position inactive,
10 dans laquelle le mécanisme 16 est escamoté dans le
corps 14.

Dans une variante de réalisation non
représentée, le mécanisme 16 peut être constitué par un
mécanisme à ressort, déployé automatiquement lorsque
15 l'appareil est introduit dans le puits. Le moteur 22
est alors supprimé.

Dans le mode de réalisation de la figure 1,
lorsque l'appareil 10 est introduit dans un puits
incliné ou horizontal, le corps 14 vient
20 automatiquement reposer dans la partie basse du puits,
c'est-à-dire contre la génératrice inférieure de
celui-ci. Lorsque le déploiement du mécanisme 16 est
commandé, celui-ci occupe alors automatiquement
l'intégralité du diamètre du puits. Par conséquent, les
25 bras 18 et 20 formant le mécanisme 16 sont placés
automatiquement au-dessus du corps 14, dans un plan
vertical passant par l'axe longitudinal du puits 12.

En variante, il est possible d'équiper le
corps 14 de l'appareil d'un dispositif magnétique. Ce
30 dispositif coopère avec le cuvelage métallique qui
revêt l'intérieur du puits 12, de façon à garantir une

bonne orientation du corps 14 dans le plan vertical précité.

L'appareil 10 d'acquisition de données comprend, dans chacune d'au moins deux régions distinctes du puits 12, un moyen pour déterminer la vitesse locale du fluide multiphasique circulant dans celui-ci et un moyen pour déterminer les proportions locales des phases de ce fluide. Les différentes régions dans lesquelles s'effectuent les mesures ne sont pas alignées parallèlement à l'axe longitudinal du puits.

Plus précisément, dans le mode de réalisation illustré sur les figures 1 et 2, l'appareil 10 est équipé de cinq ensembles multi-capteurs 24, dont chacun regroupe un moyen pour déterminer la vitesse locale du fluide et un moyen pour déterminer les proportions locales des phases de ce fluide. L'un de ces ensembles multi-capteurs 24 est monté dans le corps 14 de l'appareil 10 et les quatre autres ensembles multi-capteurs 24 sont montés sur le bras 18 du mécanisme 16, de façon à être régulièrement répartis sur toute la largeur du puits 12, dans le plan vertical passant par l'axe longitudinal de ce puits.

L'un des ensembles multi-capteurs 24 montés sur le bras 18 est placé sur l'extrémité de celui-ci sur laquelle s'articule le bras 20. Par conséquent, cet ensemble multi-capteurs 24 se trouve situé à proximité immédiate de la génératrice supérieure du puits, lorsque le mécanisme 16 est déployé.

La répartition géométrique des ensembles multi-capteurs 24 sur toute la largeur du puits 12,

dans le plan vertical passant par l'axe longitudinal de celui-ci, est illustrée schématiquement sur la figure 2.

5 Dans la pratique, chacun des moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide, contenus dans les ensembles multi-capteurs 24, est constitué par une hélice (non représentée) de petite taille. Les ensembles multi-capteurs 24 sont montés sur le bras 18 du mécanisme 16 de façon telle que les axes des hélices
10 - soient orientés sensiblement parallèlement à l'axe longitudinal du puits 12 lorsque le mécanisme 16 est déployé. Cela peut être aisément obtenu en montant les ensembles 24 sur les bras 18 par des mécanismes de type parallélogrammes déformables ou équivalents.

15 Par ailleurs, chacun des moyens pour déterminer les proportions locales des phases du fluide, qui équipe chaque ensemble multi-capteurs 24, peut être constitué par tout moyen connu apte à remplir cette fonction. Parmi ces moyens connus, on citera
20 notamment les capteurs de résistivité, tels que décrits dans le document EP-A-0 733 780, les capteurs optiques tels que décrit dans le document FR-A-2 749 080, ou des capteurs multiples, regroupant par exemple deux ou trois capteurs optiques ou un capteur optique et un
25 capteur de résistivité.

Dans le mode de réalisation des figures 1 et 2, chaque moyen pour déterminer les proportions locales des phases peut notamment être placé au centre de l'hélice de petit taille servant à mesurer la vitesse
30 locale du fluide.

Grâce à l'agencement qui vient d'être décrit on dispose, dans chacune des régions locales occupées par les ensembles multi-capteurs 24, d'une mesure de la vitesse locale du fluide et d'une donnée représentative des proportions locales des phases. On peut donc
5 calculer avec précision, dans chacune des régions dans lesquelles se trouvent les ensembles multi-capteurs 24, la valeur du débit de chacune des phases entrant dans la composition du fluide pétrolier circulant dans cette
10 région du puits. Le débit total est ensuite déterminé, pour chacune des phases, en additionnant, pour l'ensemble des régions, la valeur des débits précédemment calculés.

On obtient ainsi une mesure de ces débits
15 sensiblement plus précise qu'avec les appareils de l'art antérieur, aussi bien lorsque le puits est vertical que lorsqu'il est incliné ou horizontal.

La méthode de détermination du débit global repose sur l'observation expérimentale selon laquelle,
20 dans un puits incliné ou horizontal, les différentes phases sont stratifiées selon des lignes de séparation sensiblement horizontales, dans une section verticale du puits. Ainsi, la section totale du puits peut être divisée en plusieurs éléments de section Δs ayant des
25 côtés horizontaux. Un ensemble multi-capteurs 24 est associé à chacun de ces éléments de section Δs . Sur cette base, le débit global ou total d'une phase donnée est égal à la somme des débits de cette phase calculés sur l'ensemble des éléments de section Δs . En d'autres
30 termes, dans l'hypothèse où l'on utilise trois ensembles multi-capteurs 24 associés à trois éléments

de section Δs_1 , Δs_2 et Δs_3 , le débit global Q est donné par la relation :

$$Q = q_1 \cdot \frac{\Delta s_1}{S} + q_2 \cdot \frac{\Delta s_2}{S} + q_3 \cdot \frac{\Delta s_3}{S}$$

5

où S représente la section verticale totale du puits et q_1 , q_2 et q_3 représentent les débits de la phase concernée dans les éléments de section respectifs Δs_1 , Δs_2 et Δs_3 , chacun de ces débits étant égal au produit de la vitesse locale v_1 , v_2 , v_3 de la phase concernée par la proportion locale h_1 , h_2 , h_3 de cette phase.

Sur la figure 3, on a illustré schématiquement un autre mode de réalisation de l'appareil 10 conforme à l'invention.

Dans ce cas, le corps 14 de l'appareil 10 d'acquisition de données est centré selon l'axe longitudinal du puits 12 par au moins deux bras 18' et 20', situés en des emplacements diamétralement opposés par rapport à l'axe longitudinal du corps 14. Comme précédemment, les bras 18' et 20' peuvent être des bras articulés, déployés ou repliés au moyen d'un moteur monté dans le corps 14, ou des bras formant ressorts, comme on l'a illustré sur la figure 3.

Dans ce deuxième mode de réalisation, les bras 18' et 20' sont montés sur le corps 14 de l'appareil 10, par exemple par l'intermédiaire d'un mécanisme permettant d'orienter automatiquement ces bras afin qu'ils se trouvent situés dans le plan vertical passant par l'axe longitudinal du puits 12, lorsque celui-ci est incliné ou horizontal. Un tel mécanisme (non

représenté) peut notamment comprendre un rhéostat à masselotte délivrant un signal représentatif de la direction verticale. Un moteur sensible à ce signal assure alors l'orientation désirée des bras 18' et 20'.

5 Dans ce mode de réalisation de la figure 3, des ensembles multi-capteurs 24 sont montés dans le corps 14 ainsi que sur chacun des bras 18' et 20', de façon à effectuer des mesures dans des régions distinctes du puits, régulièrement réparties sur toute
10 la largeur de celui-ci, dans un même plan orienté verticalement et passant par l'axe longitudinal du puits.

 Dans le cas particulier de la figure 3, un ensemble multi-capteurs 24 est monté dans le corps 14
15 de l'appareil 10 et deux ensembles multi-capteurs 24 sont montés sur chacun des bras 18' et 20'. Plus précisément, chacun des bras 18' et 20' supporte un ensemble multi-capteurs 24 à proximité immédiate des parois du puits 12, c'est-à-dire des génératrices
20 supérieure et inférieure de celui-ci. Chacun des bras 18' et 20' supporte également un ensemble multi-capteurs 24 en un emplacement tel qu'il est placé radialement sensiblement à mi-distance entre le corps 14 de l'appareil et les génératrices inférieure et
25 supérieure du puits.

 En variante, l'ensemble multi-capteurs 24 monté dans le corps 14 de l'appareil 10 peut être supprimé et remplacé par deux ensembles multi-capteurs 24 montés symétriquement à proximité immédiate du corps
30 14, sur chacun des bras 18' et 20'.

Sur la figure 4, on a représenté schématiquement une variante du premier mode de réalisation de l'invention.

5 Cette variante se distingue essentiellement du mode de réalisation décrit précédemment en se référant aux figures 1 et 2 par le fait qu'au lieu d'être regroupés dans des ensembles multi-capteurs, les moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide et les moyens pour déterminer les proportions locales des phases sont situés en des emplacements différents.

10 Plus précisément, les mini-hélices 26 formant les moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide sont montées sur le corps 14 et sur le bras 18, alors que les capteurs locaux 28 formant les moyens pour déterminer les proportions locales des phases de ce fluide sont montés sur le corps 14 et sur le bras 20. Dans ce cas, une mini-hélice 26 et un capteur local 28 sont montés sur le corps 14 de l'appareil 10 alors que trois mini-hélices 26 et trois capteurs locaux 28 sont montés sur les bras 18 et 20 du mécanisme 16.

15 Comme précédemment, les mini-hélices 26 et les capteurs locaux 28 sont regroupés par paire, afin que chaque ensemble formé par une mini-hélice 26 et un capteur local 28 effectue des mesures dans des emplacements alignés parallèlement à l'axe longitudinal du puits 12, c'est-à-dire dans une même région de mesures pour le fluide qui s'écoule dans le puits. Par ailleurs, et comme précédemment, les mesures effectuées par les différents ensembles formés par une mini-hélice 26 et un capteur local 28 sont faites dans des régions

distinctes, c'est-à-dire non alignées parallèlement à l'axe du puits 12.

Comme dans les modes de réalisation préalablement décrits, les régions dans lesquelles s'effectuent les mesures sont régulièrement réparties sur toute la largeur du puits et situées approximativement dans un même plan passant par l'axe du puits et orienté selon une direction sensiblement verticale lorsque le puits est incliné ou horizontal.

La variante de réalisation de la figure 4 présente les mêmes avantages que les deux modes de réalisation décrits en référence aux figures 1 à 3. Par ailleurs, elle permet de simplifier l'appareil, en montant les mini-hélices et les capteur locaux en des emplacements physiquement différents de celui-ci.

Bien entendu, l'invention n'est pas limitée aux modes de réalisation qui viennent d'être décrits à titre d'exemple. Ainsi, on comprendra notamment que le montage des moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide et des moyens pour déterminer les proportions locales des phases en des emplacements distincts, tel que décrit en référence à la figure 4, peut aussi s'appliquer au deuxième mode de réalisation décrit en référence à la figure 3.

REVENDEICATIONS

1. Procédé d'acquisition de données, dans un puits d'hydrocarbure (12), caractérisé en ce qu'il
5 consiste à déterminer à la fois la vitesse locale d'un fluide multiphasique circulant dans le puits et les proportions locales des phases dudit fluide, dans chacune d'au moins deux régions distinctes du puits, non alignées parallèlement à l'axe de celui-ci.
- 10 2. Procédé selon la revendication 1, dans lequel lesdites régions sont toutes situées dans un même plan passant par l'axe du puits, ou à proximité de ce plan.
3. Procédé selon la revendication 2, dans
15 lequel lesdites régions sont réparties sur toute la largeur du puits (12).
4. Procédé selon l'une quelconque des revendications 2 et 3, dans lequel on oriente ledit plan selon une direction sensiblement verticale,
20 lorsque le puits (12) est incliné ou horizontal.
5. Procédé selon les revendications 3 et 4 combinées, dans lequel l'une desdites régions est située à proximité d'une génératrice supérieure du puits (12).
- 25 6. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, dans lequel on affecte à chacune desdites régions un élément de section (Δs_i) du puits, et on détermine le débit global Q de chacune desdites phases à partir de la relation :

30

$$Q = \sum_i q_i \cdot \frac{\Delta s_i}{S}$$

où S est la section verticale totale du puits
et q_i est le débit de ladite phase dans l'élément de
section Δs_i ,

5 avec $q_i = v_i \cdot h_i$

où v_i est la vitesse locale de ladite phase dans
l'élément de section Δs_i

et h_i est la proportion locale de ladite phase dans
l'élément de section Δs_i .

10 7. Appareil (10) d'acquisition de données,
dans un puits d'hydrocarbure (12), caractérisé en ce
qu'il comprend, dans chacune d'au moins deux régions
distinctes du puits, non alignées parallèlement à l'axe
de celui-ci, un moyen (26) pour déterminer la vitesse
15 locale d'un fluide multiphasique circulant dans le
puits et un moyen (28) pour déterminer les proportions
locales des phases dudit liquide.

20 8. Appareil selon la revendication 7, dans
lequel lesdites régions sont toutes situées dans un
même plan passant par l'axe du puits (12).

9. Appareil selon la revendication 8, dans
lequel lesdites régions sont réparties sur toute la
largeur du puits (12).

25 10. Appareil selon l'une quelconque des
revendications 8 et 9, dans lequel des moyens sont
prévus pour orienter ledit plan selon une direction
sensiblement verticale, lorsque le puits (12) est
incliné ou horizontal.

30 11. Appareil selon les revendications 8 et 9
combinées, dans lequel l'une desdites régions est

située à proximité d'une génératrice supérieure du puits (12).

5 12. Appareil selon l'une quelconque des revendications 10 et 11, comprenant un corps (14) apte à reposer, par gravité, contre une génératrice inférieure du puits (12) et au moins un bras déployable (18,20) supporté par le corps (14) à une extrémité et apte à être appliqué contre la génératrice supérieure du puits, dans lequel au moins certains des moyens (26)
10 pour déterminer la vitesse locale du fluide et au moins certains des moyens (28) pour déterminer les proportions locales des phases sont supportés par le bras déployable (18,20).

15 13. Appareil selon l'une quelconque des revendications 10 et 11, comprenant un corps (14) apte à être centré selon l'axe du puits par des moyens de centrage incluant au moins deux bras déployables (18',20') supportés par le corps (14) et aptes à être appliqués contre les génératrices inférieure et
20 supérieure du puits, dans lequel au moins certains des moyens (26) pour déterminer la vitesse locale du fluide et au moins certains des moyens (28) pour déterminer les proportions locales des phases sont supportés par les bras déployables (18',20').

25 14. Appareil selon l'une quelconque des revendications 7 à 13, dans lequel sont prévus des ensembles multi-capteurs (24), regroupant chacun un moyen (26) pour déterminer la vitesse locale du fluide et un moyen (28) pour déterminer les proportions
30 locales des phases.

15. Appareil selon l'une quelconque des revendications 7 à 13, dans lequel un moyen (26) pour déterminer la vitesse locale du fluide et un moyen (28) pour déterminer les proportions locales des phases sont
5 montés en des emplacements distincts, sensiblement alignés parallèlement à l'axe du puits, dans chacune desdites régions.

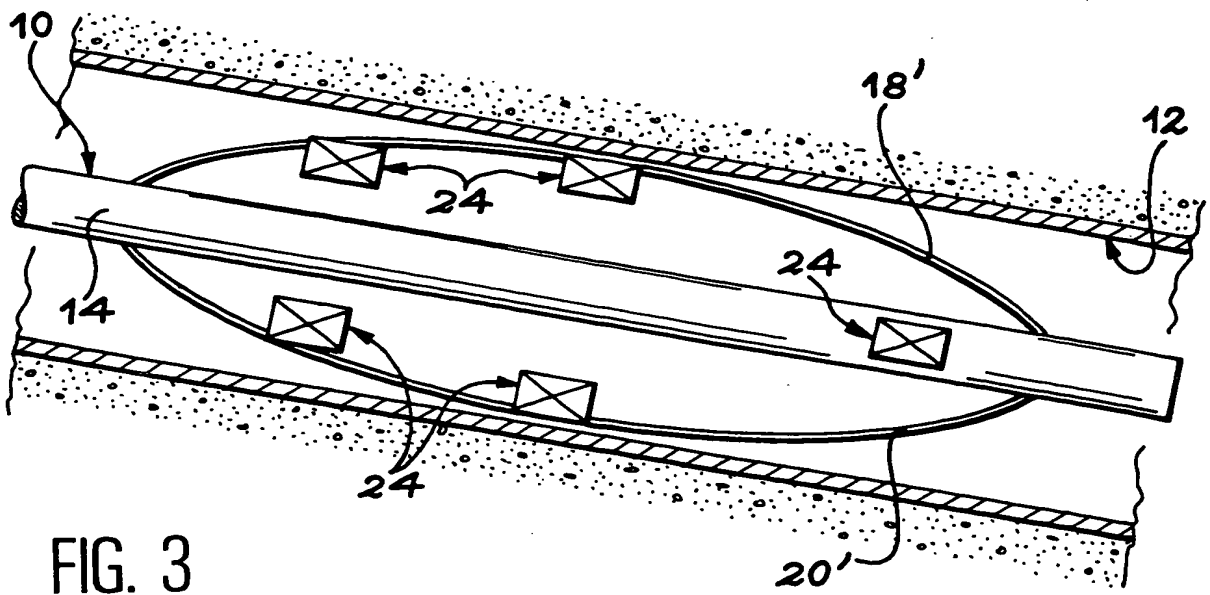
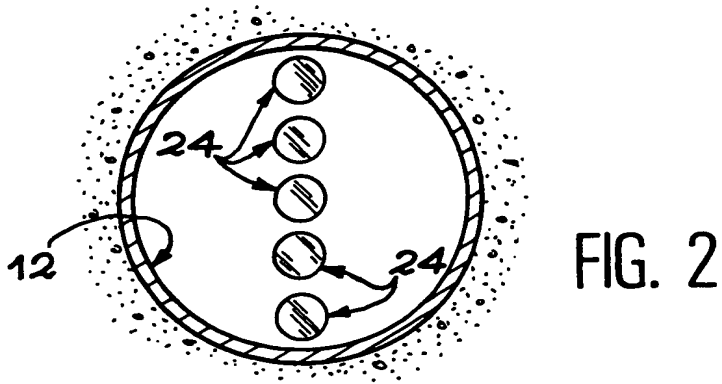
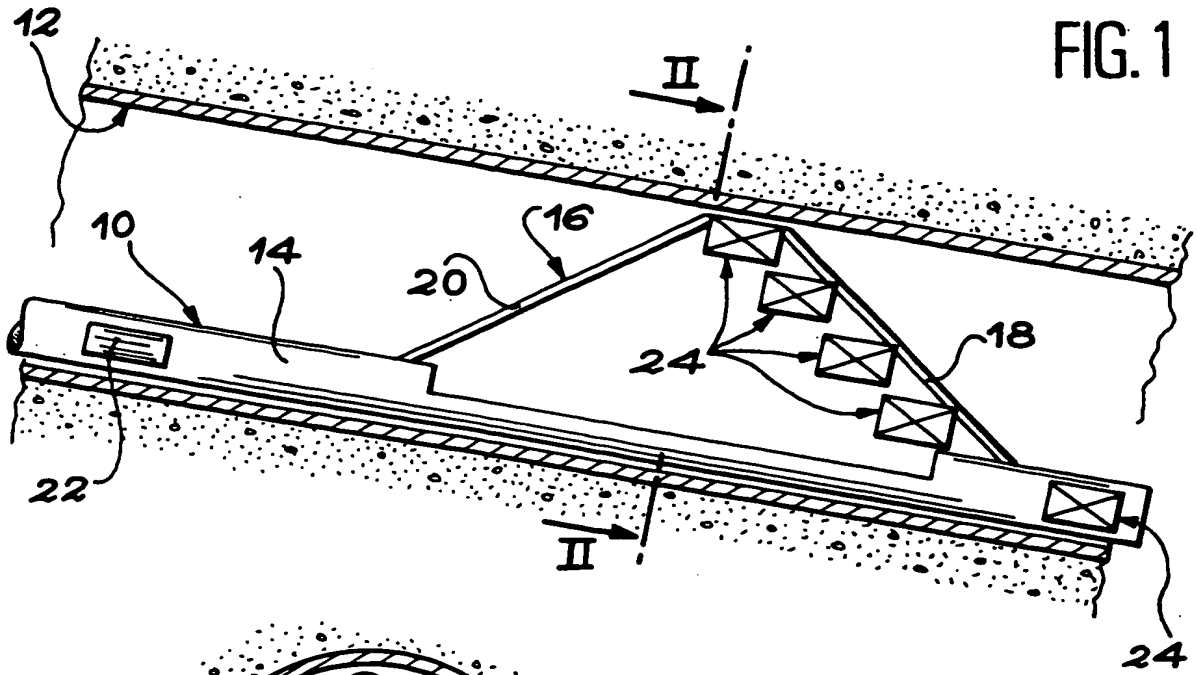


FIG. 3

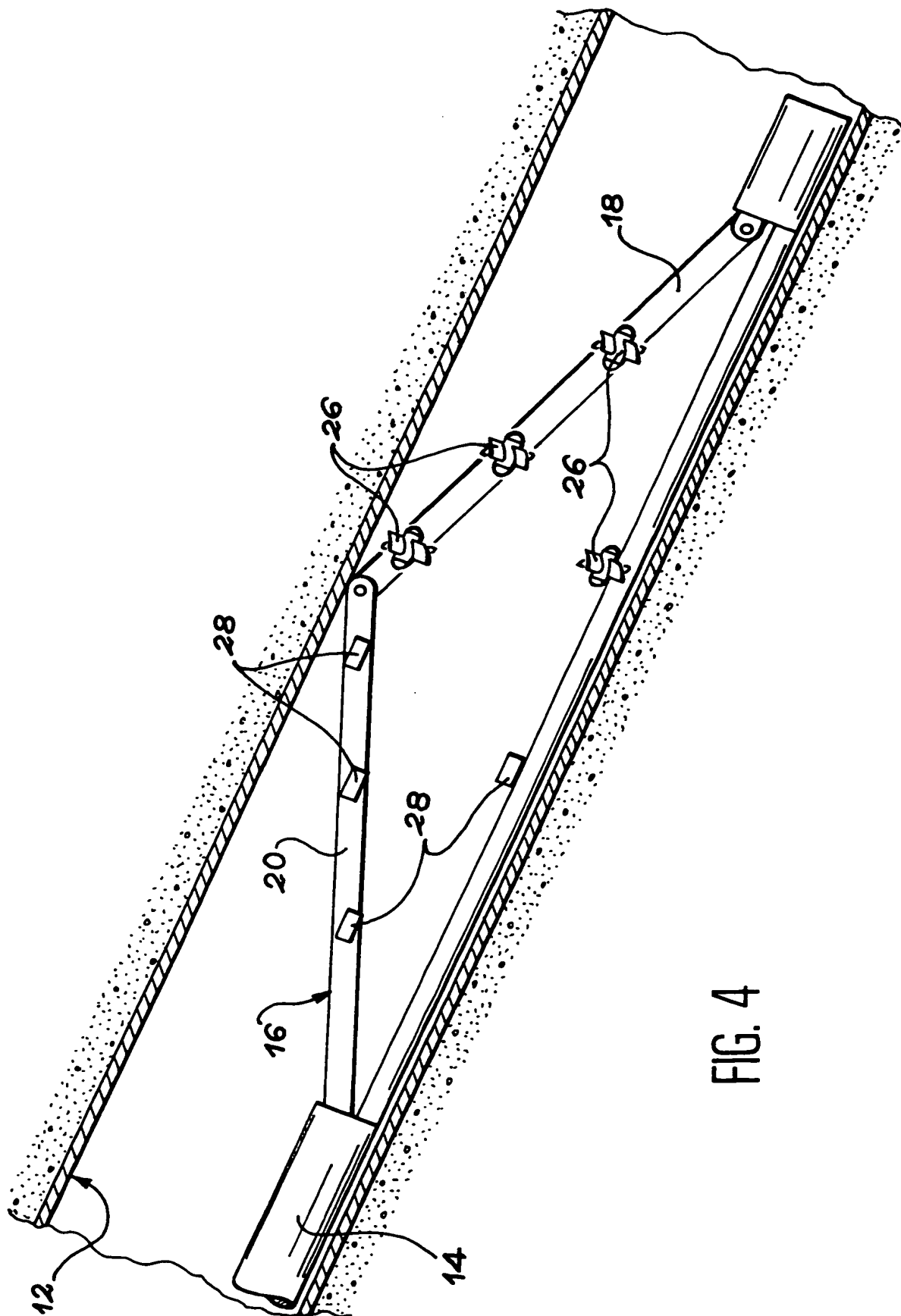


FIG. 4